

УДК 622.276

Н.С. Гатиятуллин, В.В. Баранов, Р.Г. Лукьянова
Татарское геологоразведочное управления ОАО «Татнефть», г. Казань
e-mail: tgru@tatneft.ru

Скважина № 20009 Ново-Елховская: завершение многолетнего изучения

Статья посвящена обобщению результатов обработки и многолетнего изучения сверхглубокой скважины №20009 Ново-Елховской. Освещены геодинамический, геотермический, флюидодинамический аспекты формирования месторождений-гигантов. Большое внимание в статье уделено изменению вещественного состава докембрия, изучению зон деструкций, трещиноватости, а также обнаружению гетерогенных битумных систем кристаллического фундамента. Проанализировано изменение плотности нефти в результате длительной разработки Ромашкинского месторождения, обозначены направления поисковых работ на обнаружение УВ в кристаллическом фундаменте.

Ключевые слова: параметрическая скважина, кристаллический фундамент, геодинамика, подток УВ.

Итак, в Татарстане ликвидирована сверхглубокая параметрическая скважина под номером 20009, достигшая забоя 5881 м и прошедшая по породам архейско-нижнепротерозойского фундамента 4077,5 м. Эта скважина является второй в России, вскрывшей древнейшие образования на столь значительную глубину, уступая по мощности вскрытия кристаллических толщ только известной всему миру Кольской сверхглубокой скважине СГ-3, имеющей забой 12 262 м в разрезе пород Фенно-Скандинавского (Балтийского) щита. Завершены работы по анализу и обобщению весьма значительного по объему накопленного фактического материала бурения, испытания, опробования Ново-Елховской скважины (керн, шлам, флюиды, газы), с учетом результатов ГИС, околоскважинных исследований, разнообразных данных по техническим и технологическим мероприятиям, дополняющим общую картину геолого-геофизической и геохимической изученности разрезов докембрия не только территории Татарстана, но и практически всей восточной части Русской плиты.

Несмотря на то, что результаты лабораторно-аналитических исследований по скважине 20009 составляют довольно внушительный объем, перечень применявшихся современных методов изучения весьма разнообразен, а география организаций-обработчиков (более 40) очень обширна (включая Швецию, Литву, Украину), вся имеющаяся информация представлена в многочисленных тематических отчетах ТГРУ, опубликованных статьях, докладах, монографиях, весомая часть этого (в частности, отчеты, информационные записки, каротажный материал и т.д.) отсканирована и находится в электронном варианте, мы сочли необходимым обратиться вновь к единственной на территории Татарстана сверхглубокой скважине. Основная причина подобного обращения заключается, прежде всего, в том, что недавно подготовлен специальный отчет по Государственному контракту из четырех книг, которым, по сути, подводится итог многолетнего (более 45 лет) целенаправленного изучения докембрия. Отметим при этом, что основанием для отнесения к категории «сверх-

Окончание статьи Ф.Я. Боркун, К.В. Федотовой «Взаимосвязь термобарических условий залегания и критериев нефтегазоносности пород...»

and test results data are combined. The volume of interstitial fluid increases resulting in simultaneous growth of reservoir pressure ($K_{abnorm} = 1,36$) and reservoir temperature in accordance with the Clapeyron law. Pressure inside the Bazhenov formation influences adjacent strata. It is accompanied by pressure relief, resulting in cavities formation and discontinuity of adjacent rocks above and below Bazhenov stratum as well. The phenomenon of simultaneous increase of temperature and pressure may be a criterion in evaluating oil and gas content of Bazhenov formation.

Keywords: Bazhenov formation, abnormally high formation pressure, temperature and pressure criteria, oil and gas content.

References

Zubkov M.Yu., Skrylev S.A., Bondarenko P.M. et al. Metody otsenki perspektiv neftegazonosnosti bazhenovskoy i abalakskey svid Zapadnoy Sibiri [Methods for assessing the petroleum potential of the Bazhenov and Abalak formations in Western Siberia]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Ways to implement oil and gas potential of KhMAO]. Khanty-Mansiysk. 1999. Pp. 206-222.

Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhey nefti v argillitakh bazhenovskoy svity [Conditions of formation and oil prospecting technique in the Bazhenov Formation argillites]. Ed. F.G. Gurari. Moscow: «Nedra» Publ. 1988. 177 p.

Fedotova K.V., Borkun F.Ya. Termobaricheskie kriterii neftegazonosnosti bazhenovskoy i abalakskey svid na territorii Frolovskoy i Krasnoleninskoy NGO Shirotnogo Priob'ya KhMAO [Thermobaric criteria of oil potential of the Bazhenov and Abalak formations on the territory of KhMAO]. *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Trudnoizvlekaemye i netradsitsionnye zapasy uglevodorodov: opyt i prognozy»* [Proc. Int. sci. and pract. conf. «Hard-and unconventional hydrocarbon reserves: experiences and predictions»]. Kazan: «Fen» Publ. 2014. Pp. 71-74.

Filina S.I., Korzh M.V., Zonn M.S. Paleogeografiya i neftenosnost' bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri [Paleogeography and oil potential of the Bazhenov Formation of West Siberia]. Moscow: «Nauka» Publ. 1984. 31 p.

Information about authors

Kseniia V. Fedotova – Geologist
Fyodor Ya. Borkun – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Head of the Production Well Logging Department
FGUP «ZapSibNIIGG», Russia, Tyumen, Respublika str., 48/4a. Tel: 8(912) 385-75-10, 8(982) 132-67-41.

глубоких скважин» являются материалы Всероссийского совещания по сверхглубоким и параметрическим скважинам (Ярославль, 2001), где определена их глубина – от 5500 м и более.

Основные сведения о скважине 20009, научно-техническую, технологическую информацию, статистические данные, необходимые цифры, лабораторно-аналитические результаты, обобщения, выводы можно почерпнуть из опубликованных и фондовых источников, о чем мы упомянули выше. В предлагаемой статье мы решили очень кратко осветить некоторые вопросы теоретического и прикладного характера, которые вошли в соответствующие главы и разделы отчета, но пока еще не успели стать предметом гласного обсуждения, что мы и попытались предвосхитить. Подчеркнем, что это ряд достаточно известных тем и направлений исследований, отобранных нами произвольно, проводимых сквозь призму результатов обработки материалов по скважине 20009 и представленных в сокращенном варианте.

О геодинамической системе

Месторождения-гиганты (Ромашкинское, Ново-Елховское) занимают положение центра геодинамической системы, где ее глубинный энергетический поток максимален. Более мелкие объекты рассредоточены, в основном, по трем направлениям: по Черемшанскому – на юго-запад от центра, по Бавлинскому – на юго-восток и по близмеридианному, в направлении Набережных Челнов. Во фрактально организованной геодинамической системе ЮТС все три направления отвечают проекциям глубинных активных элементов системы, производных от ее фокуса. Иными словами, существует пространственная корреляция проекций глубинных активных фокусов геодинамической системы ЮТС с нефтеносностью его осадочного чехла.

О тепловом режиме

В результате многолетнего изучения теплового режима нефтяных пластов осадочного чехла и КФ молодых и древних платформ, можно прийти к выводу, что существует два вида миграции нефти в проницаемых и непроницаемых толщах, и обе они связаны с тепловым режимом глубинных недр. Это гидродинамическая фильтрация под действием градиента давлений и термодиффузия под действием градиента температур. Экспериментальные и теоретические исследования, проведенные в данном направлении, являются обоснованием разработанной методики рационального поиска нефтяных месторождений и лежат в основе применения геотермических методов изучения перспективных объектов.

О сопоставлении карт геофизических полей

При непосредственном сопоставлении карт гравиметрического и магнитного полей со структурными картами по сейсмическим отражающим горизонтам, часто возникают трудности понимания, связанные с различиями в физико-геологической природе и неустойчивостью корреляционных связей между геофизическими аномалиями и геологическими объектами. Один из приемов, облегчающих проблему сопоставимости сейсмических и гравимагнитных данных, является процедура райониро-

вания геофизических полей, в ходе которой выясняется и учитывается характер взаимоотношений между геофизическими аномалиями и геолого-сейсмическими объектами, находящимися на значительной глубине.

О флюидизации

Месторождения УВ и руд связаны с флюидизацией, как неотъемлемой составляющей процесса тектонической активизации. Отсюда в геологической интерпретации целесообразно рассматривать преобразование горных пород в виде единой схемы гидротермальной зональности. На последнем уровне она является стадией парагенетической флюидизации – процесса, сопровождающего накопление УВ. Анализ и обобщение геолого-геофизических исследований позволили выделить и распространить на рудные и нефтяные месторождения, образованные из флюидных потоков, общие черты и закономерности их проявления в геологическом пространстве и времени.

О направлениях флюидопотоков

По данным АКГИ, на территории Татарстана отмечается присутствие только одной зоны нефтегазообразования – Усть-Вятской. В районе устья Вятки происходит слияние двух потоков подземных вод,двигающихся с северо-запада и юго-запада. Здесь может существовать гидродинамический барьер (совпадающий по КФ и осадочной толще с Сарайлинским прогибом и по франско-турнейским отложениям с осевой частью Нижнекамского внутриформационного прогиба ККС), где происходит дифференциация флюидов на потоки в значительной степени обедненные УВ и собственно УВ. Потоки флюидов, еще более обедненные УВ, далее следуют в сторону дальнейшего понижения продуктивных горизонтов – в область Мелекесской впадины (используя для своего продвижения часть зоны флюидонакопления) и, тем самым, в значительной степени препятствуют проникновению УВ к Северо-Татарскому своду из основной в Волжско-Камском регионе зоны флюидонакопления (вдоль которой вытянута р. Кама).

В данном районе существуют весьма благоприятные условия для формирования очага генерации УВ. Отсюда по моноклинально поднимающимся продуктивным горизонтам (по периодически открывающимся трещиноватым полостям) нефтяная эмульсия способна сноситься потоком флюидов на юго-восток – к Ромашкинскому месторождению и далее, к другим месторождениям ЮТС. В пользу данного положения говорит и то, что добыча на Ромашкинском месторождении падает медленнее, чем на многих других более мелких месторождениях. Существуют также факты изменения состава нефтей в каменноугольных отложениях в процессе длительной разработки месторождений, а именно – уменьшение их плотности.

О теории конвергенции

Предлагается теория т.н. конвергенции, которая объединяет органическую и неорганическую природу нефти. Основная идея конвергенции УВ представляет собой условно две сходящиеся ветви общего углеводородного процесса в недрах Земли. Восходящая эндогенная ветвь – неорганический синтез метана и его гомологов на границе мантии Земли и миграция их по разломам в осадочные породы-коллекторы. Нисходящая эндогенная ветвь – рас-

пад органического вещества на простые молекулярные продукты и эмиграция последних из материнских консервирующих пород в коллекторы. Если ветви сходятся, то в коллекторе накапливаются керогенопродукты и газы, которые дискретно (при деформации пластов и трещинообразовании) взаимодействуют и преобразуются в нефть за счет механизма кавитации. Если ветви не сходятся, или отсутствует механизм, осуществляющий взаимодействие ОВ и газов, то газы мигрируют по коллектору и скапливаются в ловушках, образуя газовые, газоконденсатные и газогидратные залежи.

Механизм флотомиграции состоит в том, что газовые пузырьки адсорбируют молекулы тяжелых УВ и выносят их по восстанию пластов в ловушки. Об этом же свидетельствуют обширные поля залегания пермских битумов в пределах западного склона ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины. Кроме того, можно привести много примеров размещения нефтегазовых залежей вблизи линеаментов и крупных разломов земной коры, что также согласуется с теорией конвергенции.

О зонах деструкций

Наличие различных систем трещиноватости в породах КФ свидетельствует о локализации в них на разных уровнях зон деструкций различного типа, возникновение которых связано с изменением характера напряжений (компрессионные и декомпрессионные зоны). Первые развиваются в условиях интенсивного сжатия блоков пород без смещения и с деформациями с преобладанием вертикальной составляющей. Вторые развиваются в условиях сплющивания со смещением в горизонтальном направлении и последующей декомпрессией, которая способствует возникновению трещин скола, подвижкам блоков пород относительно друг друга, что ведет к возникновению трещинно-пустотного пространства, по которому облегчена миграция гидротермальных флюидов. Роль декомпрессионных процессов увеличивается с глубиной; зоны деструкций в разрезе КФ (в частности, в пределах ЮТС) имеют многоэтажное расположение и закономерно чередуются. Максимум концентраций зон деструкций связан с глубинами 5-7 км и объясняется геодинамическими факторами. Своеобразие КФ Татарского мегасвода заключается в том, что вещество деструкций прошло своеобразное «препарирование», т.е. гидротермально-метасоматическую проработку под осадочным чехлом, по интенсивности превышающее проработку пород в пределах формирования кристаллических щитов.

Об околоскважинных исследованиях

По измерениям геоакустических шумов методом трехкомпонентного геоакустического каротажа обнаружены зоны современных активных геодинамических процессов, что, в целом, указывает на динамическую расчлененность разреза КФ.

Режимные наблюдения сейсмолокации бокового зора, выполняемые в фазах прилива и отлива, проводились в разные периоды. Выполнение полевых работ и последующая детальная обработка полученных материалов позволили получить информацию о четырехмерном распределении трещиноватости, которая с высокой степенью достоверности соответствует реальному пространствен-

но-временному изменению трещиноватости в изученном объекте геосреды. В комплексе с результатами интерпретации на основе использования тектонофизических моделей и различных видов исследований получены данные, свидетельствующие о характере влияния приливов-отливов на изменение поля трещиноватости, что может быть использовано для повышения геологической эффективности поиска ловушек возможной аккумуляции УВ-сырья в толще КФ, а также в качестве вспомогательного метода при планировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи разрабатываемых месторождений.

Причины малых притоков флюидов из скважин

Незначительные объемы притоков из глубоких скважин в разрезах докембрия объясняются высокой степенью кольматации, вызванной следующими причинами: внедрение глинистых частиц бурового раствора в трещины, поры, каналы (в пустотное пространство) разуплотненных пород КФ, проникновение частиц цемента при бурении (неоднократное цементирование ствола из-за неустойчивости стенок скважины с последующим разбуhrиванием цемента), а также при креплении обсадных колонн; кроме того, существует вероятность разбухания глинистых частиц, деструктуризация кольматирующей массы вещества в период многочисленных консерваций скважин и работ по ликвидации осложнений (так, например, в скв. 20009 это составляет около 42 месяцев со вскрытия глубины 4500 м и до достижения забоя 5881 м, а также почти 27 месяцев от спуска эксплуатационной колонны до возобновления опробования объектов).

Между тем, процесс фильтрации продолжался, а при СПО происходили закономерные, естественные скачки давления, способствующие кольматации. В определенной степени этим фактам не противоречат и условия опробования ранее пробуренной скважины 20000 Миннибаевской, где предположительно в зонах деструкций и выделенных участках поглощения кроме фильтрата бурового раствора ничего существенного не выявлено. Всего было испытано 16 объектов. Наиболее высокодебитный приток зафиксирован в интервале 4876-5005 м, откуда была получена высокоминерализованная вода дебитом 102 м³/сутки с содержанием метана и его гомологов до гексана включительно. В составе водорастворенных газов содержание гелия составило 7,28 % объема. Столь высокое содержание гелия недвусмысленно свидетельствует в пользу глубинной (эндогенной) природы полученной газовой смеси. Исходя из факта высокой дебитности и объема (2680 м³) отобранного газонасыщенного флюида, установлена принципиальная возможность вскрытия бурением глубинных резервуаров. Данные, полученные при бурении скважины 20000 Миннибаевской, инициировали представления о реальности генезиса УВ не только от биогенного источника.

О прогнозировании геологического разреза докембрия

Для прогнозирования геологического разреза глубоких параметрических и сверхглубоких скважин в интервалах отсутствия керна составлена сводная таблица значений коэффициента Пуассона по отдельным комплексам кристаллических пород. Установлено, что наиболее высо-

кими значениями отличаются породы с магнетитовой минерализацией, меньшими – высокоглиноземистые гнейсы, амфиболиты. Граниты, гранито-гнейсы, гранитизированные породы, плагиограниты и сильно окварцованные породы характеризуются отрицательными значениями коэффициента. Установлено при этом, что по материалам ГИС (гравитационный, магнитный, акустический каротажи) можно определить петрографический состав пород КФ в скважинах в интервалах отсутствия кернового материала по значениям коэффициента Пуассона, полученным при интерпретации данных ГИС.

О необходимости вскрытия разрезов докембрия в РТ

В последние годы многими учеными и специалистами неоднократно высказывались мнения о нецелесообразности бурения глубоких скважин на КФ в пределах Татарстана, о нерациональной трате больших финансовых средств, об отсутствии научной и практической необходимости изучения глубинного строения земной коры в пределах Ромашкинского месторождения и прилегающих территорий. С этой точкой зрения нельзя согласиться, поскольку, как показали исследования минувших четырех с лишним десятилетий, изучение КФ позволило приблизиться к пониманию глобальных геологических процессов, связанных с консолидацией коры, эволюцией процессов дегазации, формированием и развитием флюидных систем, периодичностью и стадийностью крупных геологических событий в истории Земли и многим другим.

Сейчас уже не вызывает сомнения тот факт, что особенности строения и геодинамической эволюции осадочных бассейнов определяются еще на доплатформенной стадии их развития. Поэтому должна существовать тесная взаимосвязь между тектоно-магматической эволюцией КФ, геодинамикой развития осадочных бассейнов и характером размещения в них осадочных ископаемых. Выявление и изучение этой связи не только позволит понять первооснову геологических процессов, но и дать возможность разработать новые критерии поиска месторождений нефти и газа. Отметим при этом, что именно территория РТ является идеальным полигоном с оптимальными возможностями вскрытия наиболее представительных разрезов докембрия.

О постоянстве термоградиентов

4077,5 м пород КФ, вскрытых в скв. 20009 с геотермическим замером, показывают, что градиент температуры, усредненный в интервалах мощностью более 200-300 м, остается постоянным с глубиной. Это свидетельствует о том, что не наблюдается ожидаемого плавного увеличения теплопроводности горных пород, обусловленного увеличением их плотности. Аналогичное поведение параметров по разрезу наблюдается и в Кольской СГ-3, где в исследованном интервале с увеличением глубины не происходит ни предполагаемого уменьшения градиента температуры, ни плавного возрастания скорости сейсмических волн.

О резкой смене вещественного состава пород докембрия

Изменение вещественного состава пород является следствием проявления многогранных и многоступенчатых

процессов, которые наиболее интенсивно будут протекать в разуплотненной среде, т.е. там, где перемещение жидких и газообразных фаз, а также теплового потока будет наименее затруднено. Поэтому зоны дезинтеграции и трещиноватости, сопровождающие, к примеру, участок мигматизированных разностей, являются в какой-то степени унаследованными и обновленными (активизированными) уже в постдокембрийское время. С другой стороны, наличие смены вещественного состава на границах слоев, пакчек, толщ и т.д. обуславливает развитие в данном месте повышенной трещиноватости пород за счет их различных физико-механических свойств. Поскольку, ввиду различной пластичности пород, их реакция на взбросово-сдвиговые деформации, растяжение, сжатие и т.д. различна, то это может являться еще одной из причин образования трещиноватости.

О гетерогенных битумоносных системах

В КФ ЮТС и Мелекесской впадины обнаружены битумы с повышенными содержаниями урана, тесно ассоциирующие с микротрещинами, в которых диагностируются включения с битумоидной и газовой УВ-фазами. Следы урансодержащих битумов и реликтов флюидов прослеживаются в КФ и породах осадочного чехла. Относительно низкие температуры поступления систем на изученных уровнях вскрытых разрезов КФ определили и класс выделяющихся углеродистых веществ, которые можно отнести к асфальтитам и асфальтам. Эти факты свидетельствуют о том, что нефти Татарстана представляют собой конечные продукты эволюционного развития системы $C - H - O - N - S - M$.

Отмечаемый в кристаллических породах широкий спектр углеродистых веществ от графитов до керитов связан с разнообразными метаморфическими, метасоматическими и магматическими процессами архейско-нижнепротерозойского возраста и, таким образом, не имеет отношения к нефтенакоплению в осадочном чехле. Хроматографический анализ газов, выделяющихся при различных температурах из образцов КФ, показал, что максимальное содержание УВ содержат породы, в которых отмечаются следы воздействия восстановительных флюидов. Причем, в составе газов преобладают метан и его гомологи при небольших количествах непредельных соединений. Вместе с тем наблюдается небольшая группа газов, не укладывающаяся в общий флюидодинамический эволюционный тренд преобразования кристаллических пород и характеризующая милонитизированные зоны.

О восходящем подтоке УВ в глубоких скважинах

Многолетними исследованиями процессов разработки месторождений в РТ показано ухудшение свойств остаточной нефти по мере разработки в направлении образования окисленной, осерненной, малоподвижной, деградированной нефти, т.е. плотность и вязкость нефти закономерно увеличивается. Однако на фоне общего увеличения плотности нефти на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения были выявлены периодические уменьшения их значений, фиксируемые в отдельных скважинах. Методами спектрального анализа было продемонстрировано наличие в рядах естественных вариаций

плотности нефти с периодом около 5-5,5 лет. Кластерным анализом были выявлены десятки скважин с аномальными параметрами и высокой накопленной добычей, из которых каждая дала более 1 млн. тонн нефти. Кроме того, выявлены сотни скважин с инверсией дебитов (долговременное падение «вдруг» без видимых причин сменяется их ростом), что резко противоречит закону падающей добычи нефти и имеет, по-видимому, прямое отношение к предполагаемому феномену. Эти скважины расположены по площади достаточно закономерно.

При этом следует отметить, что максимальные значения средних дебитов «аномальных» скважин к дебитам «нормальных» закономерно повторяются через каждые 14 лет. Все это, а также периодическое появление («увеличение») содержания «свежего» (молодого) бутана, совпадающее с изменением солнечной активности (процессы сжатия и растяжения земной коры и др.), побуждает усилить исследования процессов «подпитки» месторождений УВ из глубин через нефтеподводящие каналы. Тем не менее, среди целой гаммы положительных заключений по подтоку нефти в глубоких скважинах (конечно, гипотетических) существует и ряд отрицательных:

- аномально высокодебитные скважины соседствуют с низкодебитными, и их расположение не подчиняется линейной приуроченности к зонам прогибов;

- если подток УВ происходит из КФ в терригенные тиманско-пашийские отложения, то почему нефть не занимает ловушки в воробьевско-живетских отложениях, занимающих промежуточное положение, которые, кстати, характеризуются лучшими коллекторскими свойствами и имеют мощные глинистые покрышки муллинского и ардаповского возраста?

- за почти 70-летний период разработки и эксплуатации Ромашкинского месторождения явных прямых признаков подтока нефти из КФ не выявлено.

О конкретных перспективных поисковых зонах в докембрии РТ

Исходя из имеющихся представлений, поиски УВ в КФ более предпочтительны на Северо-Татарском своде, где в сравнении с Южно-Татарским сводом намного меньше

доля коллекторов в девонской толще – аргиллитовой покрышке, покрывающей КФ. Именно на Северо-Татарском своде в выветрелых породах верхней части КФ установлены нефтепроявления в скважинах 2 Абди, 17 Кутлу-Букаш, 559 Сокологорская. В этом отношении Уркушский и Дигитлинский пояса представляют перспективы поисков УВ в КФ. Таким образом, первоочередными объектами для поиска нефти и газа в КФ должны рассматриваться выступы, сформированные обратными сбросами (взбросами), а скважины должны буриться в зоне разлома «контакта» пород КФ и осадочного комплекса. Образование тектонических ступеней и горстов с обратными сбросами, осложненными поперечными разломами, создает условия для сохранения залежей УВ не только в осадочном чехле, но и в КФ, причем, независимо от взглядов исследователей на происхождение нефти.

Таким образом, мы коснулись лишь очень малой части из того большого множества представленных в упомянутом выше отчете и рассмотренных в той или иной степени вопросов, однако сегодня мы отчетливо представляем себе следующее, пожалуй, неоспоримое положение – чем больше внимания мы уделяем этой актуальной и чрезвычайно многогранной проблеме всестороннего изучения глубинных недр, прикладное значение которой невозможно переоценить, тем больше новых задач, больше неизведанных направлений научного и практического поиска проявляется перед нами.

Сведения об авторах

Накип Салахович Гатиятуллин – Начальник Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть», доктор геол.-мин. наук.

Владимир Викторович Баранов – канд. геол.-мин. наук, ведущий геолог НПЦ «ИАЦ»

Резеда Габдрашитовна Лукьянова – канд. геол.-мин. наук, заместитель начальника НПЦ «Проект»

Татарское геологоразведочное управления ОАО «Татнефть»

420111, Россия, Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

Тел.: (843)292-67-71, e-mail: tgru@tatneft.ru

Novo-Elkhovsky well No. 20009: completion of long-term study

N.S. Gatiyatullin, V.V. Baranov, R.G. Lukyanova

Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft, Kazan, Russia, e-mail: tgru@tatneft.ru

The article is devoted to generalization of processing and long-term study of ultra-deep well Novo-Elkhovsky No. 20009. The authors cover geodynamic, geothermal, fluid dynamic aspects of giant field formation. Much attention is paid to the change of material composition of the Precambrian, study of destruction areas, fracturing, as well as discovery of heterogeneous bitumen systems of the crystalline basement. Change of oil density is analyzed as a result of long-term development of Romashkino field; directions for hydrocarbon detection in the crystalline basement are indicated.

Keywords: parametric well, crystalline basement, geodynamics, inflow of hydrocarbons.

Information about authors

Nakip S. Gatiyatullin – Dr. Sci. (Geol. and Min.), Head of Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft

Vladimir V. Baranov – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Leading Geologist of the Scientific and Production Centre «IATs», Tatar Geological Exploration Department

Rezeda G. Lukyanova – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Deputy Head of the Scientific and Production Centre «Proekt», Tatar Geological Exploration Department

420111, Russia, Kazan, Chernyshevsky St. 23/25

Tel: +7 (843) 292-67-71, e-mail: tgru@tatneft.ru